DECISION

IN THE MATTER OF an Application by New Brunswick Power Corporation to establish the need for and the evidence to be provided in connection with any specific hearing held to review the maintenance or upgrading of its generating facilities

July 11, 2001

NEW BRUNSWICK

BOARD OF COMMISSIONERS OF PUBLIC UTILITIES

BOARD OF COMMISSIONERS OF PUBLIC UTILITIES

COMMISSION DES ENTREPRISES DE SERVICE PUBLIC

PROVINCE OF NEW BRUNSWICK
PROVINCE DU NOUVEAU-BRUNSWICK

P.O. Box 5001
15 Market Square, Suite 1400
Saint John, New Brunswick
E2L 4Y9
Telephone (506) 658-2504
Fax (506) 643-7300

C.P. 5001
15 Market Square, Bureau 1400
Saint John, Nouveau-Brunswick
E2L 4Y9
Téléphone (506) 658-2504
Fax (506) 643-7300

April 10, 2002

Government Documents Service
PO Box 6000
Fredericton, NB
E3B 5H1

Dear Ms. McNeil:

Re: Board Decision dated July 11, 2001 In The Matter of a Generic Hearing to establish the need for and the evidence to be provided by N.B. Power in connection with any specific hearing held to review the maintenance or upgrading of its generating facilities. Board Reference 91-02-10

Attached herewith, are four amended decisions in the above-mentioned matter. We have been made aware that Attachment "Exhibit B" referred to on page 7 of the decision was missing in some copies that were sent out previously (around November 2001). You are asked to destroy your previous copies and replace them with these. Please accept the Board's apologies for any inconvenience this may have caused.

Yours truly,

Lorraine R. Légère
Board Secretary

LRL/jc
Enclosure

Communiqués datés/Ltr with revised Decision of July 11/01

Introduction

New Brunswick Power Corporation (NB Power), on March 1, 2001, made application to the New Brunswick Board of Commissioners of Public Utilities (the Board), requesting a generic hearing, in advance of any specific hearings, to address the following three questions:

1. Is it reasonable to believe that NB Power will require the electricity presently generated by Coleson Cove and/or Point Lepreau or replacement facilities in the future?
2. What are the relevant issues to be reviewed during any subsequent specific generating facility upgrading and/or maintenance hearing?
3. What is the nature and scope of the evidence that NB Power should provide for those hearings?

The pre-filed evidence was submitted to the Board April 2, 2001 and the pre-hearing conference, to establish the hearing procedures, was held April 17, 2001. The Board commenced the public hearing on June 4 and heard final argument June 6, 2001.

The witnesses for NB Power who testified were:

Stewart MacPherson
Ken Little
Darryl Bishop
William Marshall
Navin Bhutani
John Dalton, Consultant

The formal intervenors were:

Conservation Council of New Brunswick
Emera Corp.
Enbridge Gas New Brunswick
Irving Oil Ltd.
JD Irving Ltd.
New Brunswick Department of Natural Resources and Energy
NS Power Corp.
Rod Gillis
Saint John Citizens Coalition for Clean Air
Saint John Energy Ltd.

NB Power, pursuant to Subsection 40.1(1.1) of the Public Utilities Act, is required to make application to the Board before making an expenditure exceeding $75 million for the maintenance or upgrading of a generating facility. As part of this application process, the Board is required to hold a public hearing. The Board's decisions with respect to the three questions, based on the outcome of the hearings, are provided in the following sections.

1. Is it reasonable to believe that NB Power will require the electricity presently generated by Coleson Cove and/or Point Lepreau or replacement facilities in the future?

Section 2 of the Electric Power Act provides the following description of NB Power's mandate:

> "To provide for the continuous supply of energy adequate for the needs and future development of the Province and to promote economy and efficiency in the generation, distribution, supply, sale and use of power."

NB Power stated that it has an obligation to supply the electrical needs of the Province. No party to the proceedings took exception with this statement.

The question then becomes what are the in-province electricity requirements which NB Power must supply. In other words, what is the generation capacity required by NB Power in order to meet the peak demand that will be placed on its system during the 10 year planning period?

Generating capacity requirement is made up of two components, being the peak demand and a reserve requirement. Peak demand is the largest load requirement placed on the generating system at any point in a year. The reserve requirement is calculated as the larger of either 20% of the peak demand or the size of the largest generating unit in the system. The reserve requirement is necessary to supply higher than forecasted load requirements or to supply power in the event of a shutdown of a generating station. In New Brunswick, the peak demand typically coincides with the coldest day of the year. Historical data are used to aid in forecasting load requirements, as well as allowances for possible changes in demand.

NB Power provided a load forecast, which contained its estimates of the peak demand and the generation capacity necessary to serve that demand for the period 2002-2011. In 2002, the generating capacity requirement is forecasted to be 4026 megawatts (MW). To meet this demand, NB Power's system has a generating capacity of 4089.6 MW, allowing for an excess of 63.6 MW. In 2007, when Point Lepreau is shutdown, NB Power forecasts there will only be 3386 MW of generating capacity available. The corresponding generating demand will be 3690.4 MW, resulting in a shortfall of 304.4 MW.

All forecasts are an attempt to predict the future and are therefore subject to uncertainty. The current load forecast was prepared at a time when additional and new factors create even

greater uncertainty. For example, natural gas, as a competing energy source, is being introduced in New Brunswick. The provincial government has released an energy policy paper, which raises the possibility of significant changes to the way in which electricity will be generated and/or purchased in New Brunswick. The policy paper also discusses certain initiatives with respect to energy efficiency. NB Power stated that, in preparing its load forecast, it had considered these matters and included adjustments for them.

The Conservation Council of New Brunswick (CCNB) took exception to certain aspects of NB Power's load forecast. They questioned whether the demand for electricity in New Brunswick could be reduced even further than NB Power forecasted through energy efficiency programs. CCNB also suggested that the use of natural gas, together with the possibility of switching from electricity to an energy source other than natural gas, could further reduce the need for electricity in the province.

The amount of generation capacity that would be built by large customers was also the subject of some debate. CCNB stated that the 150 megawatts (MW) of capacity predicted by NB Power may be too low.

NB Power believes that it will not lose any sales of electricity, currently purchased by large industrial and wholesale customers, to any third party supplier. Once again, CCNB took issue with this position.

CCNB, in its final argument, requested that the Board give careful consideration to the reasonableness of the load forecast. The Department of Natural Resources and Energy (DNRE), in final argument, stated that it accepts that NB Power has demonstrated the need to replace the electricity produced by Coleson Cove and Point Lepreau. J. D. Irving, Limited (JDI), in its

closing remarks, said that NB Power has demonstrated that the electricity from Coleson Cove and Point Lepreau will be required.

The Board considers that the approximately 1000 MW of generating capacity represented by Coleson Cove is a necessary component of NB Power's system. The need for the 635 MW of generating capacity represented by Point Lepreau is another matter. NB Power's own forecast shows a deficiency of generating capacity of just over 300 MW in 2007 and approximately 430 MW in 2011. CCNB's position is that these deficiencies may turn out to be considerably smaller. CCNB did not, however, provide its own estimate of the potential deficiencies. Both DNRE and JDI believe that the full capacity represented by Point Lepreau will be required. JDI expressed concern that the forecast deficiency may be understated.

The Board is aware of the recent developments in other jurisdictions. The essential nature of electricity is such that it is of critical importance to have a secure and reliable supply of electricity adequate to meet the needs of customers in New Brunswick. There is, however, a potential financial risk to having generating capacity in excess of what is necessary for in-province needs. Generating capacity has significant cost and generally, a useful life of considerable length. Any costs associated with providing capacity which is in excess to the needs of New Brunswickers, and which is not paid for by export sales, must be recovered from in-province customers.

The Board considers that the load forecast presented by NB Power is, on balance, reasonable. The Board will not require NB Power to update its forecast in connection with any specific application involving Coleson Cove.

There are significant factors, beyond the control of NB Power, which may impact on the need for the 635 MW of generating capacity represented by Point Lepreau. It is not expected

that a specific application involving Point Lepreau will be filed until 2002. The Board understands that it was the practice of NB Power to prepare load forecasts on an annual basis. There are significant sums, literally hundreds of millions of dollars that are at stake. For these reasons, the Board believes that it would be prudent to have more current information available prior to considering an application specific to Point Lepreau. The Board therefore directs NB Power to file an updated load forecast three months prior to filing a Point Lepreau specific application. The updated forecast should address all significant changes, with particular reference to the issues of demand side management/energy efficiency, natural gas penetration/fuel switching, self-generation by large customers and supply of electricity by parties other than NB Power.

There will be a public review of this information. The Board expects that the public hearing would begin about one and half (1.5) months after NB Power files the updated load forecast. The Board anticipates issuing a decision on the estimated in-province requirements within one week of the conclusion of the hearing for the updated load forecast. The Board will discuss the schedule with NB Power and believes that it can be accomplished without having any significant impact on the timing associated with a Point Lepreau specific application.

2. <u>What are the relevant issues to be reviewed during any subsequent specific generating facility upgrading and/or maintenance hearings?</u>

In NBP Exhibit 6, the applicant provided its view of the relevant issues to be reviewed in subsequent specific generating facility hearings. This proposal was used as a reference in cross examination. NB Power expanded upon its proposal as a result of discussion which arose at the

hearing and restated it in NBP Exhibit 9. A copy of NBP Exhibit 9 will be attached to the written decision. The Board has numbered the pages for ease of reference.

The Board, in general, accepts NB Power's proposal as stated in NBP Exhibit 9, as the relevant issues to be reviewed in subsequent specific hearings on the Coleson Cove and the Point Lepreau refurbishments. The Board, however, considers that there may be benefits from considering additional supply options. The Board directs NB Power to evaluate the following two options:

a) buy-out of the electricity supply contract with Hydro Quebec

NB Power, in its evidence for the 1993 Rate Hearing, stated that it had a 20 year electricity supply contract with Hydro Quebec. The contract was for the supply of 400 MW of electricity to Hydro Quebec beginning on November 1, 1991. It reduced to a supply of 300 MW in November 1998 and will be further reduced to a supply of 200 MW in November of 2002. The contract expires in 2011. Four 100 MW combustion turbines were put on line at the Millbank generating station to support the contract. The Board recognizes that this contract continues to provide peak demand backup for Hydro Quebec's own generation.

The pre-filed evidence for the 1993 rate hearing established that NB Power considered combustion turbines as a peaking capacity option (vol. 2, section 6, page 6). If this capacity were available to NB Power, it would decrease the requirement for generating capacity in its system. The Board considers that there may be a benefit from this and directs NB Power to investigate the option of buying back the 200 MW supply contract with Hydro Quebec. This would have the effect of lowering the forecast for firm demand load as presented by NB Power in Table 2 of the Load and Resources Review, page 33 of NBP Exhibit 1. The cost of this option could then be compared against other supply options that are being considered.

b) buy-back from Enron Corp. of the two combustion turbine units

The Board is aware that NB Power, in the fall of 2000, sold two combustion turbines to Enron Corp. These units are two of the four that had been installed at the Millbank generating station and are currently still at that location. As these units could be reconnected to NB Power's grid, the Board directs NB Power to investigate the possibility of buying back the units as a supply option.

The Board is of the opinion that it is unlikely that any changes to the market place would be significant enough to eliminate the need for the 1000 MW of capacity from Coleson Cove. Given this, together with the fact that Coleson Cove is operating, and is expected to continue to operate for a considerable number of years, the Board will expect NB Power to specifically address why the refurbishment of Coleson Cove or construction of a replacement facility is required when it files a specific application involving Coleson Cove.

In NBP Exhibit 1, the pre-filed Evidence, page 36, NB Power lists electricity options that are currently being considered to meet the projected deficiencies beyond 2006. Questions and testimony during the hearing identified electricity supply options that could be considered for each project. The Board will require NB Power to address all reasonable supply options for each of the Coleson Cove and the Point Lepreau refurbishments. NB Power must identify all options that will be considered in the evaluation process outlined in NBP Exhibit 9.

In NBP Exhibit 9, page 2, Environmental Requirements, NB Power states its position that Environmental Impact Assessment (EIA) review issues should not be project evaluation criteria. DNRE, in their closing statement, pages 422 and 423 of the transcript, "take particular exception to that position and feel public hearings can't occur without reference to environmental issues, particularly costs".

The Board recognizes the EIA process developed under the provincial EIA regulation as the most appropriate method to address issues related to potential environmental effects. Under the registration phase of the regulation, there is no specified opportunity for formal public input, although it is understood that any member of the public can make comment on any project. The Board does not consider its hearing process as the appropriate venue in which to hear, or make determinations, on issues that are clearly within the mandate of the Department of the Environment and Local Government. It is the opinion of the Board that the Department may wish to update its own regulatory process to ensure that there is an adequate level of public input into any environmental review, whether under the EIA regulation or other regulations within its mandate.

The Board anticipates that there will be cost implications of meeting environmental standards through facility upgrades. To ensure that these costs are adequately captured in the overall costs of the project, the Board requires NB Power to detail this information for any site specific hearing.

In light of the timelines for the projects, the Board appreciates that the EIA process and the specific hearings for the Coleson Cove conversion may be conducted concurrently. Further, the Board anticipates that NB Power would be in a position to estimate costs associated with environmental upgrades in time for the site specific hearing without having received the Determination from the Minister of Environment and Local Government. Therefore, the Board does not plan to delay the Coleson Cove specific hearing by waiting for the EIA Determination. However, with respect to any associated pipeline hearing, the Board does not plan to issue its decision until NB Power has received the necessary Determination.

NB Power has outlined a two step evaluation process for electricity supply options. The first step using reliability, power cost and environmental criteria is a method to screen out the options that are not considered viable. The second step utilizes the criteria from step one as well as financial impacts, risk factors and mitigation strategies, export market impacts and life end effects criteria for a comprehensive comparison of the viable alternatives. The Board accepts this methodology as contained in NBP Exhibit 9.

3. What is the nature and scope of the evidence that NB Power should provide for those hearings?

The Board accepts the outline provided in NBP Exhibit 9 with respect to Question 3. To allow for a better understanding of the evaluation criteria, however, the Board directs NB Power to provide, for each criterion, a description of the objective, a detailed description of the individual components for each, and their relative weighting.

For the criterion, Cost of Power, the Board directs NB Power to establish the cost of producing a kilowatt of power for each of the viable alternatives. The Board will require a detailed discussion of the various components and their costs which make up the cost of production. This will allow for a proper comparison of the options as suggested by DNRE in final argument.

As discussed above, the Board accepts the two step process outlined in NBP Exhibit 9, to be used in identifying the viable project alternatives. The Board recognizes that this process will effectively allow NB Power to eliminate certain alternatives from further analysis and consideration. While the process is clear, there has been no indication that the rationale for

eliminating an alternative will be provided. To this end, the Board directs NB power to provide the rationale and supporting analysis for each eliminated alternative. This requirement shall be met for each alternative eliminated whether in Step 1 or Step 2.

As an additional detail regarding the selection of alternatives, the Board directs NB Power to provide a generation capacity rating for each viable alternative. Where there are significant variances between alternatives in terms of the capacity, a rationale for the variance shall be provided. For example, any specific application involving Point Lepreau should clearly distinguish between capacity required for in-province and capacity for export sales. The benefits from any export sales must be compared to the costs necessary to permit such sales.

In addition to the detailed discussion of the air quality issues and the mitigation strategies for both projects and their viable alternatives, the Board will require that a similarly detailed discussion of the water, wastewater and solid waste management issues be provided. To accompany this discussion, the Board will also require that the resultant current and anticipated future costs associated with the management of these issues be provided.

NB Power maintained throughout the hearings that the possibility for reduction in the demand for electricity through energy efficiency had been properly addressed in their evidence. NB Power stated that the only issue for future hearings should be how the forecast demand could be supplied. In their closing arguments, both DNRE and CCNB, highlighted the need for a further evaluation of demand side management (DSM) as an alternative to any supply side projects. Specifically, DNRE requested that the evaluation of DSM be included in the two step analysis, and the associated rationale for eliminating it as an option be provided. DNRE felt that there were significant environmental benefits to be had from following DSM.

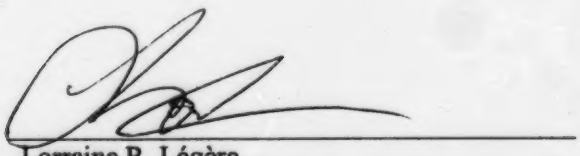
While the Board appreciates the need for a proper analysis of DSM, the Board also anticipates that NB Power will file an application associated with the Coleson Cove project in the very near future. As stated above, the Board is of the opinion that the need for the 1000 MW capacity has been adequately proven. The Board will not, therefore, require NB Power to further address DSM in its evidence for the Coleson Cove application. The Board will, however as discussed above, require that the potential for DSM be addressed in the updated load forecast.

In NBP Exhibit 9, it is clearly stated that "No consideration of scientific and social policy issues" will be made as part of the project evaluation criteria. This is further emphasized in cross examination where NB Power witnesses indicated they felt that meeting the standards set by government was sufficient. The Board considers that it is appropriate that it only require NB Power to clearly identify the costs associated with meeting the standards as set by government. The Board agrees that an evaluation of the social policy and human health issues is more appropriately carried out by the government departments with the statutory mandate to set the policy direction in each of these areas. The Board is aware that in other jurisdictions externalities are considered in the overall environmental evaluation. It is noted, however, that the Board does not have the specific legislative mandate to address these issues.

Integral to the refurbishment of Coleson Cove to Orimulsion® is the fuel delivery system. CCNB expressed concern over the legal liability and clean up costs that might be associated with a spill of Orimulsion®. In its sensitivity analysis, the Board directs NB Power to provide an analysis of these and any other costs that might arise for each viable alternative.

DATED at the City of Saint John this 11th day of July 2001.

BY THE BOARD



Lorraine R. Légère
Secretary

ATTACHMENT:

EXHIBIT #9
Filed June 6, 2001

Question 1 **Requirement for Coleson Cove and Point Lepreau Capacity**

Nature of Electricity

Electricity cannot be stored
Supply must equal demand at all times
Reserve generation is required

NB Power's Objectives

1. Providing a reliable supply of energy;
2. Meeting environmental requirements; and
3. Achieving the lowest cost of energy

Industry Trends

Demand growth has slowed in recent years.
Supply situation is much tighter today.
Inadequate supply can have dire consequences (California).

New Brunswick Situation

There is little surplus today.
The forecast is for essentially zero load growth
New Brunswick economy is energy intensive and we cannot afford to be short.

Approvals Requested

1. NB Power Load Forecast is accepted as reasonable.

   - Variations in Load Forecasts will be provided for sensitivity evaluations at a project specific hearing for the purpose of assessing the robustness of any proposed refurbishment project.

   - The sensitivities would not be offered for the purpose of revisiting Question 1.

2. NB Power Load and Resource Review is accepted as reasonable.

3. Coleson Cove, Point Lepreau and/or replacement supply capacity is required to provide a reliable supply of electricity for New Brunswick.

4. Because the Load Forecast already makes aggressive provisions for demand reduction measures, NB Power need only examine supply side options to any proposed refurbishment project.

Question 2 - Relevant Issues?

Definition of the project

Project evaluation criteria:

1. Reliability of supply
   - Quantification of reliability contribution

2. Cost of Power
   - Life cycle cost
   - First year accounting cost
   - Limited to utility related costs

3. Environmental requirements (existing and projected standards)
   - Meet standards for SO2, Nox, Hg, particulate
   - Quantification of CO2 emissions and potential cost implications
   - No consideration of scientific and social policy issues
   - Delivery systems for fuel, lime-stone and ammonia
   - No repeat of EIA review issues

4. Financial impacts
   - Borrowing requirements
   - Net income impact

5. Risk factors and mitigation strategies (management of risk)
   - Regulatory uncertainty including retail competition
   - Changing environmental standards (especially CO2)

6. Export market impacts
   - Competitive access including cost sharing, arrangements on 2nd tie And Neptune (subject to confidentiality arrangements)
   - Export benefits
   - Future transmission impacts including analysis of congestion pricing impacts

Question 2 - **Relevant Issues? (Cont'd)**

Process to review project alternatives

1. Identification of alternatives:
   - Generation supply options (conventional, new nuclear and renewable including wind)
   - Power purchases (including evidence with respect to Ontario and Newfoundland)
   - Self-generation by customers
   - Additional demand options will not be considered

2. Evaluation of alternatives
   - Using reliability, power cost and environmental criteria to screen viable options

3. Selection of viable alternative(s)

4. Comprehensive comparison of project with viable alternative(s)
   - Utilize all six criteria
   - Include end effects for differing project lives

5. Determination of overall project robustness through sensitivity analysis

6. Sensitivity analysis for comparison with viable alternatives to include variations in:
   - Load Forecast (+ or – 13%)
   - Fuel prices
   - Export market prices
   - Discount rate (private sector utility with taxes and IRR)
   - Capital cost (+ or – 25%)
   - Environmental externality mitigation costs

Question 3 **Nature and Scope of the Evidence**

Policy Overview

1. Project description, including status of EIA Application
2. Project drivers
   - environmental emission standards
   - life limiting factors
3. Electric and nuclear industry trends
4. Evaluation summary

Proposed Refurbishment Option – Generic Evidence

1. Generating station condition assessment (major components)
2. Refurbishment plan: Start date, Scope, construction costs and schedule including past experience
3. Replacement energy during construction
4. Expected useful life
5. Fixed and variable power costs (including future expected capital and maintenance investments and investments made prior to the Application

Evidence Specific to Coleson Cove Project

1. Planned environmental mitigation strategies, resultant costs and emission levels
2. Trading value of emissions if available and how derived
3. Heavy metal and/or liquid effluent emissions
4. Orimulsion Fuel Characteristics, Availability and Worldwide usage
5. Fuel Delivery Plan, basis for selection of preferred option, spill risks and costs
6. Orimulsion Supply Risk Factors
7. Energy conversion efficiency unless third party confidential
8. In-Province and export sales before and after refurbishment
9. Design standards for emissions equipment
10. Cost of retaining dual fuel capability
11. Orimulsion contract (in confidence to the Board)
12. Cost and emission if revert to oil

Question 3 **Nature and Scope of the Evidence (Cont'd)**

Evidence Specific to Point Lepreau Project

1. Environmental considerations (emissions avoided including those available from independent source and emission levels including heavy metals and/or liquified effluents
2. Decommissioning plan and costs
3. Removal of radioactive components for refurbishment
4. Spent fuel management plan and costs
5. Nuclear option risk factors (including construction cost and schedule, reliable operation, staffing)
6. Licensing
7. Nuclear accounting issues
8. Funding of decommissioning & spent fuel management
9. Pickering A evidence on performance after refurbishment
10. Costs if any for a second unit

Non-Refurbishment Alternatives

1. Definitions of alternative supply options
2. Power costs (fixed and variable)
3. Expected useful life
4. Expected environmental mitigation strategies, resultant costs and emission levels for meeting and exceeding environmental standards including NO2 mitigation for combined cycle gas generation
5. Fueling considerations
6. Risk factors
7. On-going nuclear costs if Lepreau is not refurbished

Comparison of Alternatives

1. Power cost comparison
   - Levelized life cycle costs
   - First year accounting costs
2. Export market benefit comparisons
3. Comparison of emission levels
4. Financial impacts including 8-Year financial forecast with refurbishment and non-refurbishment options
5. Sensitivity analysis of economic variables, in-province and export sales, and discount rates
6. Risk assessment including possible added costs of future greenhouse gas regualtions
7. Socio-economic impacts
   - Summary level only

DÉCISION

DANS L'AFFAIRE d'une Demande daté le 1er mars 2001 présentée par la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick visant à établir et à prouver la nécessité de tenir une audience spécifique en vue d'examiner la question de l'entretien ou de l'amélioration de ses installations de production

le 11 juillet 2001

COMMISSION DES ENTREPRISES DE SERVICE PUBLIC

DU NOUVEAU-BRUNSWICK

Introduction

Le 1er mars 2002, la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) a demandé à la Commission des entreprises de service public (la Commission) de tenir une audience générique, avant toute audience spécifique, pour examiner les trois questions suivantes :

1. Est-il raisonnable de penser qu'Énergie NB aura besoin dans l'avenir de l'électricité produite actuellement à Coleson Cove et/ou à Point Lepreau ou de centrales de remplacement?
2. Quels sont les problèmes pertinents qui doivent faire l'objet d'une étude dans le cadre d'une audience spécifique subséquente entourant l'entretien et/ou l'amélioration d'une centrale électrique?
3. Quel genre de preuves Énergie NB doit-elle fournir à ces audiences et quel doit en être l'ampleur?

La preuve préalable au dépôt de la demande a été présentée à la Commission le 2 avril 2001, et la conférence préparatoire à l'audience, en vue de déterminer le déroulement de l'audience, a eu lieu le 17 avril 2001. La Commission a commencé l'audience publique le 4 juin et a entendu les arguments finaux le 6 juin 2001.

Les personnes suivantes ont témoigné pour Énergie NB :

Stewart MacPherson
Ken Little
Darryl Bishop
William Marshall
Navin Bhutani
John Dalton, Consultant

Les intervenants officiels étaient :

Conservation Council of New Brunswick
Emera Corp.
Enbridge Gas New Brunswick
Irving Oil Limited
J.D. Irving Limited
Ministère des Ressources naturelles et de l'Énergie du Nouveau-Brunswick
Nova Scotia Power Corporation
Rod Gillis
Saint John Citizens Coalition for Clean Air
Saint John Énergie

Conformément au paragraphe 40.1(1.1) de la Loi sur les entreprises de service public, Énergie NB doit faire une demande à la Commission avant d'engager une dépense de plus de 75 millions de dollars pour l'entretien ou l'amélioration d'une centrale. La Commission doit alors tenir une audience publique. Les pages suivantes renferment la décision de la Commission par rapport aux trois questions en fonction des résultats des audiences.

1. Est-il raisonnable de penser qu'Énergie NB aura besoin dans l'avenir de l'électricité produite actuellement à Coleson Cove et/ou à Point Lepreau ou de centrales de remplacement?

L'article 2 de la Loi sur l'énergie électrique précise que le mandat d'Énergie NB est :

« d'assurer la fourniture continue de l'énergie suffisante pour répondre aux besoins de la province, d'en permettre le développement futur et de promouvoir l'économie et l'efficacité de la génération, distribution, fourniture, vente et utilisation de l'énergie. »

Énergie NB a indiqué qu'elle a l'obligation de répondre aux besoins en électricité de la province. Aucune partie à l'audience n'a contesté cette affirmation.

Il faut donc déterminer les besoins en électricité de la province auxquels Énergie NB doit répondre. Autrement dit, de quelle capacité de production Énergie NB a-t-elle besoin pour satisfaire la demande de pointe que devra soutenir son réseau au cours de la période de planification de 10 ans?

Les besoins en capacité de production comportent deux composantes : la demande de pointe et la réserve requise. La demande de pointe est la demande en électricité la plus élevée que doit soutenir le réseau de production à un moment donné de l'année. La réserve requise correspond à 20 p. 100 de la demande de pointe ou à la plus grande tranche du réseau, selon le chiffre le plus élevé. La réserve est nécessaire pour faire face à des besoins plus élevés que prévu ou pour assurer l'approvisionnement en électricité en cas d'arrêt d'une centrale. Au Nouveau-Brunswick, la demande de pointe coïncide ordinairement avec la journée la plus froide de l'année. On se sert de données historiques pour faire les prévisions des charges et déterminer les provisions pour les fluctuations possibles de la charge.

Énergie NB a présenté une prévision des charges contenant ses estimations de la demande de pointe et de la capacité de production nécessaire pour satisfaire la demande de 2002 à 2011. En 2002, la capacité de production devrait être de 4 026 mégawatts (MW). Pour

satisfaire cette demande, le réseau d'Énergie NB a une capacité de production de 4 089,6 MW, ce qui laisse un surplus de 63,6 MW. En 2007, après la mise à l'arrêt de Point Lepreau, la capacité de production d'Énergie NB ne sera plus que de 3 386 MW, mais la demande sera de 3 690,4 MW. La capacité de production accusera alors un déficit de 304,4 MW.

Toutes les prévisions sont des tentatives de prédire l'avenir et sont donc incertaines. En outre, les prévisions courantes des charges ont été préparées au moment où de nouveaux facteurs additionnels sont apparus, augmentant ainsi le degré d'incertitude. Par exemple, le gaz naturel est maintenant offert au Nouveau-Brunswick comme source d'énergie concurrentielle. Le gouvernement provincial a publié un livre blanc sur la politique énergétique qui évoque la possibilité que des changements importants soient apportés à la production et/ou à l'achat de l'électricité au Nouveau-Brunswick. Le livre blanc traite aussi de certaines initiatives en matière d'efficacité énergétique. Énergie NB a indiqué qu'elle a fait des ajustements pour tenir compte de ces nouveaux facteurs dans sa prévision des charges.

Le Conservation Council of New Brunswick (CCNB) a contesté certains aspects de la prévision des charges d'Énergie NB. Il se demande si la demande en électricité au Nouveau-Brunswick pourrait être réduite davantage que ne le prévoit Énergie NB au moyen de programmes d'efficacité énergétique. Il a aussi mentionné que l'utilisation du gaz naturel, combinée à la possibilité de passer de l'électricité à une autre source d'énergie autre que le gaz naturel, pourrait réduire davantage les besoins en électricité de la province.

On a aussi discuté de la quantité d'électricité qui sera produite par les gros usagers eux-mêmes. Le CCNB a soutenu que la prévision d'Énergie NB de 150 mégawatts (MW) à cet égard est peut-être trop faible.

Énergie NB ne croit pas que ses gros usagers industriels et ses clients de gros se tourneront vers un autre fournisseur pour une partie de leurs besoins en électricité. Ici encore, le CCNB a contesté ce point de vue.

Le CCNB, dans son argument final, a demandé à la Commission d'évaluer attentivement le caractère raisonnable de la prévision des charges. Le ministère des Ressources naturelles et de l'Énergie (MRNE), dans son argument final, a indiqué qu'il est d'avis qu'Énergie NB a démontré la nécessité de remplacer l'électricité produite à Coleson Cove et à Point Lepreau. J. D. Irving, Limited (JDI), dans ses observations finales, a souligné qu'Énergie NB a démontré que l'électricité produite à Coleson Cove et à Point Lepreau sera nécessaire.

La Commission estime que les quelque 1 000 MW de capacité de production de Coleson Cove sont une composante essentielle du réseau d'Énergie NB. La nécessité des 635 MW de capacité de la centrale de Point Lepreau est une question différente. Selon les prévisions d'Énergie NB, la capacité de production accusera un déficit d'un peu plus de 300 MW en 2007 et d'environ 430 MW en 2011. Le CCNB croit que ces déficits pourraient être beaucoup moins importants, mais il n'a pas offert sa propre estimation des déficits potentiels. Le MRNE et JDI croient que l'entière capacité de production de Point Lepreau sera requise. JDI a dit craindre que l'estimation des déficits a peut-être été mal faite.

La Commission est au courant des récents changements survenus ailleurs. Puisque l'électricité est essentielle, il est crucial d'avoir un approvisionnement en électricité sûr, fiable et suffisant pour répondre aux besoins des clients du Nouveau-Brunswick. Toutefois, une capacité de production dépassant les besoins de la province n'est pas sans un certain risque financier. La capacité de production coûte très cher et a normalement une durée de vie utile très longue. Tous les coûts liés à la capacité excédentaire par rapport aux besoins de la population de la province et

qui ne sont pas couverts par les ventes à l'exportation doivent être supportés par les usagers de la province.

Tout bien considéré, la Commission estime que la prévision des charges présentée par Énergie NB est raisonnable. Elle n'exigera pas d'Énergie NB qu'elle mette à jour sa prévision pour toute audience spécifique au sujet de Coleson Cove.

Il existe des facteurs importants, indépendants de la volonté d'Énergie NB, qui peuvent avoir une incidence sur la nécessité de la capacité de production de 635 MW de Point Lepreau. On ne prévoit pas que Point Lepreau fera l'objet d'une demande d'audience spécifique avant 2002. La Commission croit comprendre qu'il était d'usage chez Énergie NB de faire une prévision des charges tous les ans. D'importantes sommes, carrément des centaines de millions de dollars, sont en jeu. C'est pourquoi la Commission croit qu'il serait sage d'avoir des données plus à jour avant d'envisager une audience spécifique au sujet de Point Lepreau. Par conséquent, la Commission ordonne à Énergie NB de déposer une prévision des charges mise à jour trois mois avant de demander une audience spécifique au sujet de Point Lepreau. Cette prévision devra tenir compte de tout changement important et traiter plus particulièrement de la gestion axée sur la demande, d'efficacité énergétique, de la pénétration du marché par le gaz naturel et de la conversion au gaz naturel, de l'autoproduction par les gros usagers et de la fourniture de l'électricité par d'autres entreprises qu'Énergie NB.

Les données feront l'objet d'un examen public. La Commission croit que l'audience publique débutera environ un mois et demi après qu'Énergie NB aura déposé sa prévision à jour. La Commission prévoit rendre sa décision sur les besoins prévus de la province en électricité dans la semaine suivant la fin de l'audience basée sur la prévision à jour. La Commission discutera avec Énergie NB du calendrier des travaux et croit que cette audience pourra se

dérouler sans toucher indûment le choix du moment d'une audience spécifique sur Point Lepreau.

2. Quels sont les problèmes pertinents qui doivent faire l'objet d'une étude dans le cadre d'une audience spécifique subséquente entourant l'entretien et/ou l'amélioration d'une centrale électrique?

Dans la pièce 6 d'Énergie NB, la demanderesse a fait connaître son opinion quant aux questions pertinentes qui devraient être examinées dans le cadre d'audiences spécifiques subséquentes au sujet des centrales. Cette proposition a servi de documentation pour le contre-interrogatoire. À la suite des débats à l'audience, Énergie NB a reformulé plus en détail sa proposition et l'a intégrée dans sa pièce 9. Copie de la pièce 9 d'Énergie NB sera annexée à la décision écrite. La Commission a numéroté les pages pour en faciliter la consultation.

Dans l'ensemble, la Commission accepte la proposition d'Énergie NB, telle qu'elle est formulée dans sa pièce 9, pour ce qui est des questions pertinentes qui devraient être examinées dans le cadre d'audiences spécifiques subséquentes sur la remise à neuf de la centrale de Coleson Cove et de la centrale de Point Lepreau. Toutefois, la Commission est d'avis qu'il pourrait être avantageux d'étudier d'autres sources d'approvisionnement. La Commission ordonne donc à Énergie NB d'évaluer les deux possibilités suivantes :

a) Rachat du contrat d'approvisionnement en électricité conclu avec Hydro Québec

Dans la preuve qu'elle a produite à l'audience sur les tarifs en 1993, Énergie NB a indiqué qu'elle avait conclu avec Hydro Québec un contrat d'approvisionnement en électricité de 20 ans. Selon ce contrat, elle devait fournir à Hydro Québec 400 MW d'électricité à partir du

1er novembre 1991, puis 300 MW à partir de novembre 1998 et enfin, 200 MW à partir de novembre 2002. Le contrat prend fin en 2011. Pour l'exécution de ce contrat, quatre turbines à combustion de 100 MW ont été mises en service à la centrale de Millbank. La Commission reconnaît que ce contrat continue d'assurer à Hydro Québec un approvisionnement de relève pendant sa demande de pointe.

Dans la preuve préalable au dépôt de la demande de l'audience sur les tarifs de 1993, on voit qu'Énergie NB envisageait d'utiliser les turbines à combustion comme un moyen d'alimenter la charge de pointe (volume 2, section 6, page 6). Si Énergie NB disposait de cette capacité, ses besoins en capacité de production seraient moindres. La Commission estime que cela pourrait être avantageux. Elle ordonne donc à Énergie NB d'étudier la possibilité de racheter le contrat d'approvisionnement de 200 MW conclu avec Hydro Québec. On pourrait ainsi réduire la prévision de la charge garantie qui figure au tableau II de l'Étude de la charge et des ressources d'Énergie NB (page 33 de la pièce 1 d'Énergie NB). Le coût du rachat pourrait ensuite être comparé aux autres sources d'approvisionnement à l'étude.

b) Rachat des deux turbines à combustion vendues à Enron Corp

La Commission sait qu'Énergie NB a vendu deux turbines à combustion à Enron Corp. à l'automne 2000. Il s'agit de deux des quatre turbines de la centrale de Millbank; elles se trouvent d'ailleurs encore à cette centrale. Puisque ces turbines pourraient être rebranchées au réseau d'Énergie NB, la Commission ordonne à cette dernière d'étudier la possibilité de racheter ces turbines, car elles représentent une source d'approvisionnement possible.

La Commission est d'avis qu'il est peu probable que le marché change au point où on n'aurait plus besoin de la capacité de production de 1 000 MW de Coleson Cove. Pour cette raison, et compte tenu du fait que Coleson Cove fonctionne et devrait continuer de fonctionner

pendant de nombreuses années, la Commission s'attend à ce qu'Énergie NB explique pourquoi il est nécessaire de la remettre à neuf ou de construire une centrale de remplacement lorsqu'elle demandera une audience spécifique au sujet de Coleson Cove.

À la page 36 de la pièce 1 d'Énergie NB, soit la preuve préalable au dépôt de la demande, Énergie NB énumère les possibilités qu'elle étudie actuellement pour faire face aux déficits projetés après 2006. Des questions soulevées et des témoignages entendus lors de l'audience ont permis de déterminer les sources d'approvisionnement en électricité qui pourraient être considérées pour chaque projet. La Commission demande à Énergie NB d'examiner toutes les sources d'approvisionnement raisonnables relativement au projet de remise à neuf de Coleson Cove et de Point Lepreau. Énergie NB doit définir toutes les possibilités qui seront examinées dans le processus d'évaluation décrit dans sa pièce 9.

À la page 2 (exigences en matière d'environnement) de sa pièce 9, Énergie NB souligne qu'à son avis, les questions qui feront l'objet d'une révision lors de l'étude d'impact sur l'environnement ne devraient pas servir de critères d'évaluation du projet. Dans ses observations finales (p. 422 et 423 de la transcription), le MRNE a fortement contesté cette position et a dit croire que des audiences publiques ne peuvent pas être tenues sans qu'on traite des questions en matière d'environnement, et surtout des coûts.

La Commission estime que le processus d'études d'impact sur l'environnement prévu par le règlement EIE de la province est la meilleure méthode pour examiner les questions touchant les effets potentiels sur l'environnement. L'étape d'enregistrement prévue par le règlement ne prévoit pas de consultation officielle du public, mais il est entendu que toute personne peut présenter des observations sur n'importe quel projet. La Commission estime que ses audiences ne sont pas l'endroit approprié pour étudier ou trancher des questions qui sont clairement du

ressort du ministère de l'Environnement et des Gouvernementaux locaux. Elle est d'avis que le Ministère voudra peut-être mettre à jour son processus de réglementation pour assurer une consultation adéquate du public dans le cadre de toute étude environnementale, que ce soit en vertu du règlement sur les études d'impact sur l'environnement ou de tout autre règlement qui relève de sa compétence.

La Commission prévoit qu'il faudra engager des dépenses pour satisfaire aux normes environnementales dans le cadre des travaux d'amélioration d'une centrale. Pour bien tenir compte de ces coûts dans l'ensemble des coûts d'un projet, la Commission ordonne à Énergie NB de préciser ces renseignements en vue de toute audience spécifique.

À la lumière du calendrier des projets, la Commission reconnaît que l'étude d'impact sur l'environnement et l'audience spécifique concernant la conversion de Coleson Cove peuvent se dérouler simultanément. En outre, la Commission s'attend à ce qu'Énergie NB soit en mesure d'estimer les coûts qu'il lui faudra engager pour satisfaire à temps aux normes environnementales en vue de l'audience spécifique avant de recevoir la décision du ministre de l'Environnement et des Gouvernementaux locaux. Par conséquent, la Commission ne prévoit pas retarder l'audience spécifique au sujet de Coleson Cove pour attendre la décision en matière d'études d'impact sur l'environnement. Cependant, pour ce qui est de toute audience connexe concernant les pipelines, la Commission ne prévoit pas rendre sa décision avant qu'Énergie NB ait reçu la décision nécessaire.

Énergie NB a décrit un processus en deux étapes pour l'évaluation des différentes sources d'approvisionnement en électricité. La première étape porte sur la fiabilité, les coûts de l'électricité et les critères environnementaux et vise à éliminer les possibilités non viables. La deuxième étape utilise les critères de la première étape ainsi que les conséquences financières,

les facteurs de risque, les stratégies d'atténuation des risques, les répercussions sur le marché de l'exportation et les effets associés à la fin de la durée de vie aux fins d'une comparaison globale des possibilités viables. La Commission accepte la méthode d'évaluation telle qu'elle a été présentée dans la pièce 9 d'Énergie NB.

3. Quel genre de preuves Énergie NB doit-elle fournir à ces audiences et quel doit en être l'ampleur?

La Commission accepte les données générales présentées dans la pièce 9 d'Énergie NB relativement à la troisième question. Toutefois, pour assurer une meilleure compréhension des critères d'évaluation, la Commission ordonne à Énergie NB de fournir, pour chaque critère, une description de l'objectif, une description détaillée des éléments individuels et leur pondération relative.

Pour ce qui est du critère des coûts de l'électricité, la Commission ordonne à Énergie NB de calculer le coût de production d'un kilowatt pour chaque source d'approvisionnement viable. La Commission exigera un examen approfondi des diverses composantes et de leurs coûts qui forment le coût de production. On pourra ainsi, comme l'a suggéré le MRNE dans son argument final, comparer convenablement toutes les possibilités.

Comme il a déjà été mentionné, la Commission accepte le processus d'évaluation en deux étapes décrit dans la pièce 9 d'Énergie NB comme un moyen de déterminer les possibilités viables. La Commission croit que ce processus permettra effectivement à Énergie NB de ne pas analyser et étudier davantage certaines possibilités. Même si le processus est clair, il n'y a eu aucune indication qu'une justification sera donnée si une possibilité est écartée de l'analyse. La

Commission ordonne donc à Énergie NB d'exposer ses motifs et son analyse chaque fois qu'elle écartera une source d'approvisionnement possible, que ce soit à la première ou à la deuxième étape de l'évaluation.

La Commission ordonne également à Énergie NB de coter la capacité de production de chaque possibilité viable. Si la capacité de production varie grandement d'une possibilité à une autre, il faudra expliquer un tel écart. Par exemple, une demande d'audience spécifique au sujet de Point Lepreau devra clairement distinguer entre la capacité de production d'électricité pour les besoins de la province et la capacité de production pour les ventes à l'exportation. Les profits des ventes à l'exportation doivent être comparés aux coûts engagés pour réaliser ces ventes.

En plus d'une analyse détaillée sur la qualité de l'air et les stratégies d'atténuation pour les deux projets et leurs solutions de rechange viables, la Commission exigera également une analyse détaillée de la gestion de l'eau, des eaux usées et des déchets solides et les coûts connexes actuels et futurs.

Tout au long de l'audience, Énergie NB a soutenu qu'elle a convenablement expliqué dans sa preuve la réduction possible de la demande en électricité qui pourrait résulter d'initiatives d'efficacité énergétique. De l'avis d'Énergie NB, il ne devrait rester qu'à régler lors de futures audiences la question de savoir comment répondre à la charge prévue. Dans leur argument final, le MRNE et le CCNB ont tous deux souligné le besoin d'évaluer davantage la gestion axée sur la demande comme solution de rechange aux projets axés sur l'offre. Plus précisément, le MRNE a demandé qu'une évaluation de la gestion axée sur la demande soit ajoutée à l'analyse en deux étapes et que les motifs de ne pas la retenir dans l'analyse soient fournis. Le MRNE croit que la gestion axée sur la demande peut être très avantageuse pour l'environnement.

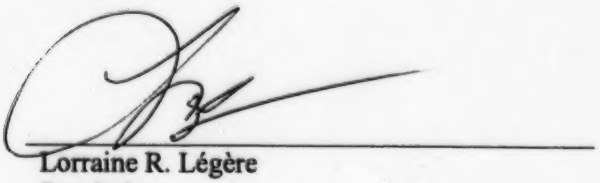
Même si la Commission reconnaît le bien-fondé d'une analyse sérieuse de la gestion axée sur la demande, elle s'attend à ce qu'Énergie NB demandera très bientôt une audience concernant le projet de Coleson Cove. La Commission a déjà dit qu'elle est d'avis qu'il a été bien prouvé que la capacité de production de 1 000 MW répond à un réel besoin. La Commission n'exigera donc pas d'Énergie NB qu'elle s'attarde davantage sur la question de la gestion axée sur la demande dans sa demande d'audience au sujet de Coleson Cove. Toutefois, comme il a déjà été précisé, la Commission exigera que les prévisions à jour tiennent compte du potentiel de la gestion axée sur la demande.

Dans la pièce 9 d'Énergie NB, il est clairement précisé que l'évaluation des projets ne portera sur aucune question scientifique et sociale. D'ailleurs, des témoins d'Énergie NB ont indiqué, en contre-interrogatoire, qu'ils sont d'avis qu'il est suffisant de respecter les normes établies par le gouvernement. La Commission estime qu'il est justifié d'exiger d'Énergie NB qu'elle définisse uniquement les coûts nécessaires pour satisfaire aux normes du gouvernement. La Commission est d'avis qu'une évaluation de la politique sociale et des questions de santé humaine devrait plutôt être faite par les ministères qui ont le mandat d'établir des politiques dans ces domaines. La Commission sait que dans d'autres administrations, des facteurs externes sont considérés dans le cadre de l'évaluation environnementale en général. Notons toutefois que la Commission n'a pas le mandat, en vertu de la loi, de se pencher sur de telles questions.

La conversion de la centrale de Coleson Cove au combustible Orimulsion™ est une partie intégrante de la remise à neuf de cette centrale. Le CCNB a exprimé ses préoccupations quant à la responsabilité juridique et aux coûts de nettoyage en cas de déversement d'Orimulsion™. La Commission ordonne à Énergie NB de faire, dans son analyse de sensibilité, une analyse de ces coûts et de tous les autres coûts éventuels pour chaque possibilité viable.

FAIT à Saint Jean le 11ième jour du mois juillet 2001.

POUR LA COMMISSION



Lorraine R. Légère
Secrétaire

ANNEXE:

PIÈCE #9
Déposer le 6 juin 2001

Question 1 **Besoin de la capacité de produire de Coleson Cove et de Point Lepreau**

Nature de l'électricité

L'électricité ne peut être stockée.
L'offre doit toujours égaler la demande.
Il faut prévoir des installations de production de réserve.

Objectifs d'Énergie NB

1. Fournir un approvisionnement énergétique fiable.
2. Satisfaire aux impératifs environnementaux.
3. Offrir l'énergie la moins chère.

Évolution de l'industrie

La croissance de la demande a ralenti ces dernières années.
La situation de l'offre est beaucoup plus rigoureuse aujourd'hui.
L'insuffisance de l'approvisionnement peut avoir des conséquences catastrophiques (Californie).

Situation au Nouveau-Brunswick

On a peu de surplus à l'heure actuelle.
On prévoit que l'accroissement de la demande sera pratiquement nul.
L'économie du Nouveau-Brunswick étant très énergivore, nous ne pouvons nous permettre d'en manquer.

Autorisations demandées

1. Les prévisions de demande d'Énergie NB sont acceptées en raison de leur caractère raisonnable.

   - Les fluctuations des prévisions de demande devront être fournies en vue des évaluations de la sensibilité lors de l'audience sur le projet afin de permettre l'analyse de la solidité de tout projet de remise en état.

   - Les renseignements sur la sensibilité ne seront pas fournis dans le but de réexaminer la question 1.

2. L'étude de la demande et des ressources effectuée par Énergie NB est acceptée en raison de son caractère raisonnable.

3. Nous avons besoin de Coleson Cove, de Point Lepreau et d'installations de remplacement pour assurer la fiabilité de l'approvisionnement en électricité au Nouveau-Brunswick.

4. Étant donné que les prévisions de demande contiennent déjà des réserves considérables pour tenir compte des mesures de réduction de la demande, Énergie NB pourra se contenter d'examiner les facteurs agissant sur l'offre dans tout projet de remise en état.

Question 2 **Enjeux pertinents**

Définition du projet

Critères d'évaluation du projet :

1. Fiabilité de l'approvisionnement
   - Évaluation quantitative de la contribution de la fiabilité

2. Coût de l'énergie
   - Coût du cycle de vie
   - Coûts comptables la première année
   - Coûts connexes propres à l'entreprise

3. Impératifs environnementaux (normes actuelles et proposées)
   - Respecter les normes sur les émissions d'oxyde de souffre, d'oxyde d'azote, de mercure et de particules;
   - Évaluation quantitative des émissions de CO_2 et conséquences financières possibles;
   - Aucune réflexion sur les enjeux scientifiques et sociaux;
   - Systèmes de transport du combustible, du calcaire et de l'ammoniac;
   - Pas de répétition des questions soulevées lors de l'étude d'impact.

4. Répercussions financières
   - Besoins d'emprunt;
   - Répercussions sur les recettes nettes.

5. Facteurs de risque et stratégies d'atténuation (gestion des risques)
   - Incertitude réglementaire, notamment au sujet de la concurrence sur le marché de détail;
   - Évolution des normes environnementales (en particulier pour le CO_2).

6. Répercussions sur le marché de l'exportation
   - Accès concurrentiel, y compris le partage des frais, les ententes de niveau intermédiaire, Neptune (sous réserve des ententes de confidentialité);
   - Avantages à l'exportation;
   - Répercussions futures sur le transport, y compris l'analyse des coûts de congestion.

Question 2 **Enjeux pertinents (suite)**

Mécanisme d'examen des solutions de rechange au projet

1. Détermination des solutions de rechange
   - Projets de production d'énergie (énergie classique, nouvelles installations nucléaires et énergies renouvelables, dont l'énergie éolienne);
   - Achats d'énergie (renseignements sur l'Ontario et Terre-Neuve);
   - Production d'électricité par les clients;
   - Aucune autre solution liée à la demande ne sera prise en considération.

2. Évaluation des solutions de rechange
   - Les critères de la fiabilité, du coût de l'énergie et du respect de l'environnement serviront à sélectionner les solutions de rechange viables.

3. Sélection des solutions de rechange viables

4. Comparaison approfondie du projet et des solutions de rechange viables
   - Utilisation des six critères;
   - Conséquences finales en fonction des durées différentes des projets.

5. Détermination de la solidité globale du projet au moyen de l'analyse de la sensibilité

6. L'analyse de la sensibilité en vue de la comparaison avec les solutions de rechange viables devra tenir compte des fluctuations dans
   - les prévisions de demande (+ ou – 13 p. 100);
   - le prix du combustible;
   - les prix sur le marché de l'exportation;
   - les taux d'escompte (entreprise privée avec taxes et TRI);
   - le coût des investissements (+ ou – 25 p. 100);
   - le coût de l'atténuation des effets sur l'environnement.

Question 3 **Nature et valeur de la preuve**

Aperçu de la politique

1. Description du projet, y compris l'état de la demande d'étude d'impact sur l'environnement.
2. Moteurs du projet :
   - Normes sur les rejets dans l'environnement;
   - Facteurs qui limitent le potentiel.

3. Évolution de la production d'électricité et de l'industrie nucléaire.
4. Résumé de l'évaluation.

Projet de remise en état – Preuve générale

1. Évaluation de la condition de l'usine de production (principales composantes);
2. Plan de remise en état : date du début, ampleur, coûts et calendrier de construction, antécédents.
3. Énergie de remplacement pendant la construction.
4. Vie utile prévue.
5. Coûts fixes et variables de l'énergie (y compris les investissements prévus en immobilisations et en entretien ainsi que les investissements réalisés avant la demande).

Preuve propre au projet de Coleson Cove

1. Stratégies prévues d'atténuation des effets sur l'environnement, coûts connexes et niveaux d'émissions.
2. Valeur marchande des émissions, le cas échéant, et méthode de calcul.
3. Émissions sous forme de métaux lourds ou d'effluents liquides.
4. Caractéristiques, disponibilité et utilisation mondiale de l'orimulsion.
5. Plan de livraison du combustible, justification du choix de la solution retenue, risques de déversement et coûts.
6. Facteurs de risque propres à l'approvisionnement d'orimulsion.
7. Efficacité de la conversion d'énergie, sauf en présence de renseignements confidentiels.
8. Ventes dans la province et à l'exportation avant et après la remise en état.
9. Normes de conception du matériel de rejet.
10. Coût du maintien de la biénergie.
11. Contrat relatif à l'orimulsion (transmis confidentiellement à la Commission);
12. Coût et émissions en cas de retour au mazout.

Question 3 **Nature et valeur de la preuve (suite)**

Preuve propre au projet de Point Lepreau

1. Considérations environnementales (émissions évitées, dont celles produites par des sources indépendantes, et niveaux d'émissions, y compris de métaux lourds et d'effluents liquides).
2. Plan de déclassement et coûts.
3. Enlèvement des matières radioactives pour la remise en état.
4. Plan de gestion du combustible irradié et coûts.
5. Facteurs de risque propres à l'énergie nucléaire (dont les coûts et le calendrier de construction, la fiabilité de l'exploitation et la dotation).
6. Licences.
7. Questions de comptabilité nucléaire.
8. Financement du déclassement et de la gestion du combustible irradié.
9. Renseignements de Pickering A sur le rendement après la remise en état.
10. Coûts d'une deuxième unité, le cas échéant.

Solutions autres que la remise en état

1. Définition des solutions de rechange pour l'approvisionnement.
2. Coûts (fixes et variables) de l'énergie.
3. Vie utile prévue.
4. Stratégies prévues d'atténuation des effets sur l'environnement, coûts connexes et niveaux d'émissions en vue de respecter et de surpasser les normes environnementales, y compris l'atténuation des émissions de dioxyde d'azote de la production de gaz par cycle combiné.
5. Ravitaillement en combustible.
6. Facteurs de risque.
7. Coûts de la poursuite de la production nucléaire sans remise en état de Point Lepreau.

Comparaison des solutions de rechange

1. Comparaison des coûts de l'énergie :
   - Coût moyen actualisé du cycle de vie;
   - Coûts comptables la première année.
2. Comparaison des avantages sur le marché de l'exportation.
3. Comparaison des niveaux d'émissions.
4. Répercussions financières, y compris des prévisions financières sur huit ans avec et sans remise en état.
5. Analyse de la sensibilité des variables économiques, des ventes dans la province et à l'exportation et des taux d'escompte.
6. Évaluation des risques, y compris les possibles coûts additionnels attribuables aux règlements sur les gaz à effet de serre.
7. Répercussions socio-économiques :
   - Niveau sommaire seulement.